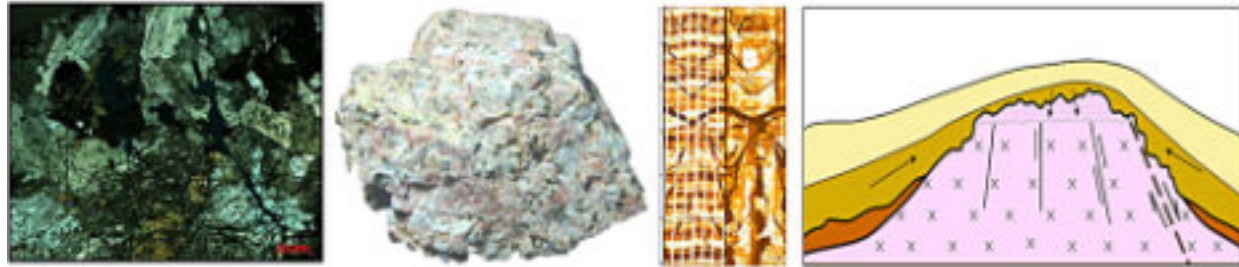


YACIMIENTOS PETROLIFEROS DE BASAMENTO: ¿.....HASTA DONDE PERFORAR?

Jesús S. Porras M

Geólogo Consultor



RESUMEN

Los reservorios en el basamento ígneo-metamórfico constituyen uno de los sistemas petroleros más complejos y heterogéneos de la exploración. Aunque históricamente las rocas cristalinas fueron consideradas unidades no reservorio debido a su escasa porosidad primaria y muy baja permeabilidad matricial, numerosos descubrimientos alrededor del mundo demostraron que, bajo condiciones favorables, estas litologías pueden almacenar y producir volúmenes comerciales de hidrocarburos a través de sistemas de fracturas naturales conectadas.

La principal incertidumbre exploratoria en estos plays no es únicamente la presencia de hidrocarburos, sino definir hasta qué profundidad las fracturas conservan permeabilidad efectiva, conectividad hidráulica y saturaciones económicamente productivas. La respuesta depende de múltiples factores, entre ellos: régimen tectónico, distribución y orientación de fracturas, esfuerzos in situ, cementación mineral, comportamiento del acuífero y dinámica del contacto agua-petróleo.

El presente trabajo analiza los principales controles geológicos, estructurales y geomecánicos que determinan la profundidad productiva en reservorios de basamento, integrando ejemplos globales.

Se propone que el verdadero límite de perforación en reservorios de basamento no está controlado exclusivamente por la profundidad absoluta, sino por la persistencia de permeabilidad estructural efectiva y por la interacción entre fracturas productivas y sistemas acuíferos profundos.

INTRODUCCIÓN

Durante gran parte de la historia de la industria petrolera, el basamento cristalino fue interpretado como un límite geológico inferior carente de interés exploratorio. La baja porosidad primaria y la reducida permeabilidad de granitos, gneises y otras rocas cristalinas llevaron a considerar estas unidades como no reservorio. En los inicios de la industria petrolera, y en muchos casos aún en la actualidad, persistió la práctica de penetrar el basamento únicamente unos pocos metros, generalmente sin un criterio geológico o técnico claramente definido, con el propósito de generar una “cámara” que permitiera acondicionar y perfilar el fondo del pozo.

Sin embargo, el descubrimiento de importantes acumulaciones de hidrocarburos en sistemas fracturados de basamento modificó profundamente este paradigma. Actualmente, numerosos campos alrededor del mundo producen petróleo desde rocas ígneas o metamórficas fracturadas o meteorizadas. A la fecha, más de un centenar de campos de una treintena de países han producido de este tipo de reservorio (Guariguata y Ricahrdson, 1959; P'an, 1982; García et al., 2000, Koning, 2003; Sircar, 2004; Porras et al., 2007 a,b; Gutmanis, 2009; Cuong and Warren, 2009; Trice, 2014, Agüera et al. 2017, 2018, 2019; Holdsworth et al., 2019, Peacock and Banks, 2020; Koning, 2022).

Produce de diferentes rocas, entre las que se distinguen: cuarcitas, granitos, migmatitas, volcánicas (basaltos, andesitas e ignimbritas) y otras rocas metamórficas como gneises y pizarras. La productividad de estos sistemas no depende de la porosidad matricial convencional, sino del desarrollo de permeabilidad secundaria asociada a fracturas tectónicas, fallas, zonas de cizalla, corredores y zonas de daño de fallas, procesos de meteorización y alteración hidrotermal.

En consecuencia, la principal interrogante exploratoria no es únicamente si existe carga de hidrocarburos, sino establecer hasta qué profundidad las fracturas permanecen abiertas, conectadas y capaces de transmitir fluidos de manera económicamente viable.

La pregunta “¿hasta dónde perforar?” representa, por lo tanto, un problema multidisciplinario que requiere la integración de diversas disciplinas geológicas, como tectónica, geología estructural y geomecánica, junto con aspectos de ingeniería de yacimientos, incluyendo comportamiento de fluidos y petrofísica, además de factores económicos relacionados con costos operacionales, mercado y rentabilidad del proyecto.

NATURALEZA GEOLÓGICA Y CONTROLES DE LOS RESERVORIOS DE BASAMENTO

Los reservorios de basamento están constituidos por rocas ígneas y metamórficas, principalmente cuarcitas, granitos, granodioritas, gneises y volcánicas, que originalmente presentan muy baja porosidad y permeabilidad. Su capacidad para almacenar y producir hidrocarburos depende esencialmente del desarrollo de porosidad y permeabilidad secundaria generada por procesos como fracturación tectónica, cizallamiento, cataclasis, meteorización y alteración hidrotermal.

Entre estos mecanismos, el fracturamiento tectónico constituye el principal control de productividad, ya que genera espacios abiertos, conectividad hidráulica y rutas preferenciales para la migración de fluidos. Las mejores zonas reservorio suelen localizarse en corredores de falla, zonas de daño tectónico, zonas de deformación y extensión local e intersección de fallas y fracturas.

La productividad del basamento está controlada fundamentalmente por:

- densidad y apertura de fracturas;
- conectividad hidráulica;
- orientación respecto al campo de esfuerzos;
- persistencia lateral y vertical de los sistemas fracturados.

Las fracturas favorablemente orientadas pueden mantenerse abiertas incluso a grandes profundidades, mientras otras se sellan por compactación y cementación mineral. Asimismo, las grandes fallas regionales generan zonas de intensa deformación caracterizadas por

brechamiento, microfracturamiento y aumento de permeabilidad secundaria, concentrando frecuentemente las mayores productividades.

Con el incremento de profundidad, el aumento del esfuerzo litostático favorece el cierre progresivo de fracturas y la disminución de permeabilidad. A ello se suma la precipitación de minerales como cuarzo, calcita y clorita, que reducen la conectividad y la movilidad de fluidos. No obstante, en determinados contextos tectónicos, procesos de reactivación estructural, sobrepresión y alteración hidrotermal pueden mantener fracturas abiertas y permeables a profundidades superiores a 5 km, permitiendo la existencia de producción comercial en sistemas de basamento profundo.

CASOS HISTÓRICOS DE DESCUBRIMIENTOS Y PRODUCCIÓN EN BASAMENTO

Los reservorios ígneo-metamórficos pasaron de ser considerados simples unidades geológicas sin interés económico a convertirse en importantes objetivos exploratorios gracias a numerosos descubrimientos realizados en distintas cuencas del mundo. Muchos de estos hallazgos ocurrieron durante la profundización de pozos apuntados inicialmente a reservorios clásticos o carbonáticos.

Existen numerosos casos a escala mundial donde el potencial petrolero del basamento fue reconocido décadas después del descubrimiento original de los campos sedimentarios suprayacentes por lo que las perforaciones exploratorias no deberían limitarse simplemente a “tocar” el tope del basamento, ya que esta práctica impide una evaluación integral del reservorio y puede conducir a que descubrimientos significativos permanezcan inadvertidos.

La incorporación de nuevas tecnologías y modelos geológicos permitió reconocer que la productividad de estos sistemas está controlada principalmente por fracturas abiertas y zonas de falla. Los casos históricos de Venezuela, Vietnam, Egipto, Indonesia y Argentina, entre muchos otros, demuestran el potencial comercial de los reservorios de basamento fracturado y la importancia de su adecuada evaluación exploratoria.

La Paz-Mara (Venezuela)

Uno de los ejemplos más representativos es el gigantesco Campo La Paz, en la Cuenca de Maracaibo, descubierto en

1923 y originalmente productor de reservorios carbonáticos cretácicos. Aproximadamente tres décadas después de su descubrimiento, en 1953, la reinterpretación del comportamiento productivo y reevaluación de las reservas cretácicas del campo sugirió la existencia de aporte proveniente de niveles más profundos, lo que motivó la perforación del basamento subyacente. Estas perforaciones condujeron al descubrimiento del más importante reservorio de basamento fracturado de la época, marcando uno de los hitos más relevantes en la exploración petrolera de rocas cristalinas a nivel mundial.

Posteriormente, y apoyados en el éxito obtenido en La Paz, a fines de 1953, se profundizaron exitosamente pozos en el Campo Mara, confirmando el elevado potencial petrolero del basamento cristalino en la región. Como resultado, los campos Mara-La Paz llegaron a constituirse entre los yacimientos productores en basamento más prolíficos y emblemáticos del mundo. Entre ambos acumulan más de 375 MMbbls de petróleo.

García et al. (2000) indican que el basamento de La Paz presenta escasa o nula porosidad matricial, por lo que su capacidad de almacenamiento y flujo depende fundamentalmente del desarrollo de fracturas tectónicas y que está compuesto por rocas ígneas y metamórficas afectadas por múltiples eventos tectónicos, metamórficos e hidrotermales precretácicos, lo que generó una compleja distribución litológica y un intenso fracturamiento. La interpretación de registros modernos y observaciones de núcleos evidencia alternancias de litologías y numerosos contactos tectónicos asociados a fallas, responsables de la alta heterogeneidad estructural del sistema. Las rocas ígneas constituyen la mayor parte del reservorio, mientras que las metamórficas, menos propensas al fracturamiento, suelen concentrarse hacia la parte superior del basamento. También mencionan que el fracturamiento controla la permeabilidad y productividad, aunque también puede originar barreras hidráulicas y compartimentalización del yacimiento. La integración de datos sísmicos, estructurales y de pozos permitió desarrollar modelos de reservorio orientados a comprender la distribución de fracturas y su impacto en la producción

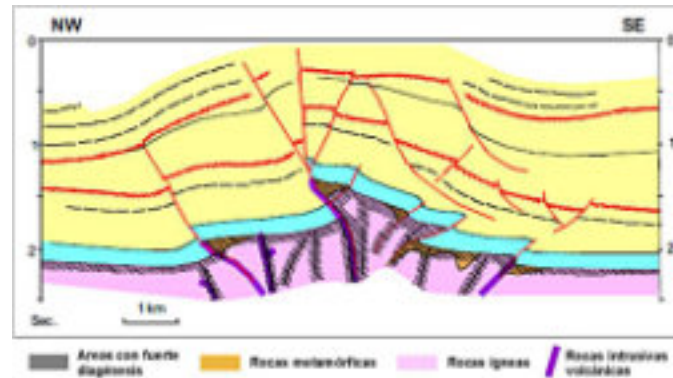


Figura 1. Modelo conceptual del basamento fracturado del Campo La Paz donde fallas y variaciones litológicas entre rocas ígneas y metamórficas controlan la permeabilidad, la compartimentalización y la conectividad hidráulica. La intensa fracturación puede generar tanto corredores preferenciales de flujo como barreras hidráulicas dentro del reservorio (modificado de García et al., 2000).

La Concepción (Venezuela)

Aunque la perforación del basamento fue una práctica relativamente frecuente desde las primeras etapas de desarrollo del área, donde cerca del 60 % de los pozos profundos perforados con objetivos cretácicos alcanzaron el basamento, en la mayoría de los casos la penetración fue limitada y realizada principalmente con fines operacionales o de control estratigráfico, más que como parte de una evaluación sistemática de su potencial petrolero (Porrás et al., 2007).

Las estadísticas de perforación indican que aproximadamente el 75 % de estos pozos penetraron más de 100 pies dentro del basamento, mientras que diez alcanzaron intervalos entre 500 y 1.000 pies. El mayor espesor perforado correspondió a un pozo que penetró cerca de 1.440 pies dentro del basamento cristalino (Porrás et al., 2007).

A finales del año 2003, luego de encontrar improductiva la sección cretácica, objetivo original de la perforación y tras perforar 439 pies dentro del basamento, se descubre fortuitamente, el primer pozo con producción comercial en este nuevo play del campo. Completado posteriormente con una producción inicial cercana a 4.800 barriles por día de crudo de 36° API, el pozo alcanzó una penetración total de aproximadamente 1.200 pies dentro del basamento.

De manera similar, otros tres pozos productores del campo interceptaron intervalos fracturados y productivos a

profundidades de 250, 50 y 180 pies bajo el tope cristalino, demostrando que las zonas productivas y con mejor permeabilidad pueden desarrollarse a distintas profundidades dentro del basamento.

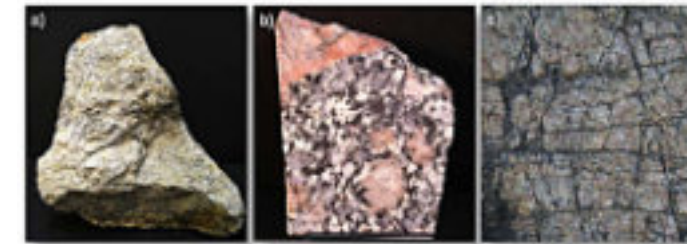


Figura 2. Características macroscópicas del basamento productor en los campos Mara-La Paz (a,b) y La Concepción (c), en el occidente de Venezuela. Se distinguen dos tipos principales de rocas; gneises y granodioritas y fracturación masiva de la roca granítica.

Campo Octógono (Argentina)

Un caso similar ocurrió en el campo Octógono, en la Cuenca Neuquina. Descubierta en 1918, el campo produjo durante décadas desde reservorios sedimentarios someros (Lajas y Challacó) que cubrían el alto de basamento. No fue sino casi un siglo después, entre 2009-2010, cuando, por la producción marginal de los reservorios tradicionales, se decidió perforar y evaluar el basamento cristalino subyacente, identificándose acumulaciones de petróleo en granitos fracturados y alterados. Desde entonces, la producción del basamento revitalizó el campo, históricamente maduro, alcanzando alrededor de 3.000 barriles diarios en 2015 y prolongando significativamente su vida productiva (Velo et al., 2014; Koning, 2022).

Campo Guanaco (Argentina)

En la Cuenca Neuquina, el interés por los reservorios de basamento fracturado resurgió a comienzos de la década de 2000 debido a la declinación de los yacimientos convencionales y al aumento de la demanda de gas. En este contexto, Apache desarrolló el proyecto “Deep Gas”, destacándose el campo Guanaco como uno de los descubrimientos más importantes (Sisinni et al., 2011 a,b).

El pozo pionero AC.x-2001, perforado en 1999, descubrió una granodiorita fracturada con muy baja porosidad matricial, donde la productividad dependía exclusivamente de sistemas de fracturas abiertas. Inicialmente, la exploración se enfocó en altos estructurales someros y evitó perforar por debajo del spill

point. Sin embargo, el desarrollo posterior del campo y la perforación de más de 15 pozos permitieron redefinir el modelo geológico.

Los nuevos resultados demostraron que los mejores intervalos productivos estaban asociados a zonas de falla y fracturas profundas identificadas mediante sísmica 3D y atributos sísmicos. Algunos pozos perforaron más de 1.300 m dentro del basamento sin encontrar contacto agua-gas, alcanzando profundidades cercanas a 3.700 m y permitiendo incrementar significativamente las reservas y la productividad del campo. Los pozos producen un promedio de 90 Mm³ /d de gas seco.

El campo Guanaco evidenció además las principales dificultades de estos reservorios: fuerte heterogeneidad estructural, compleja evaluación petrofísica y baja porosidad efectiva, demostrando que la productividad en el basamento depende principalmente de la conectividad de fracturas y corredores tectónicos activos.

Campo Medanita-25 de Mayo (Argentina)

Las rocas volcánicas extrusivas, fueron consideradas en los primeros pozos de la cuenca neuquina como el “basamento económico” o zona sin interés desde el punto de vista productivo en esta región, y por lo tanto el límite de la perforación de los pozos. No obstante, en algunos pozos se observaron rastros frescos de petróleo y se decidió punzar estos niveles. Luego de comprobarse intervalos productivos en esta unidad, comenzaron a ser considerados objetivo secundario en la perforación y terminación de muchos de los pozos de este yacimiento, y actualmente objetivo principal de por lo menos la mitad de los pozos de las últimas campañas anuales.

El descubrimiento del campo se remonta a la década de 1960, cuando YPF desarrolló actividades exploratorias en la región de Medanita, en el noreste de la Cuenca Neuquina, con el objetivo de explorar trampas estratigráficas asociadas a la Formación Tordillo. En estas perforaciones se reconocieron rocas volcánicas coloreadas denominadas inicialmente “Serie Porfírica”, donde se observaron impregnaciones de hidrocarburos. En 1968, estas unidades fueron reinterpretadas como parte del Grupo Choiyoi de edad triásica, destacándose la presencia de hidrocarburos en las Tobas Barda Alta. Estudios posteriores identificaron que la productividad de estos reservorios estaba controlada principalmente por sistemas

de fracturas y procesos de alteración meteórica (Barrionuevo, 2015).

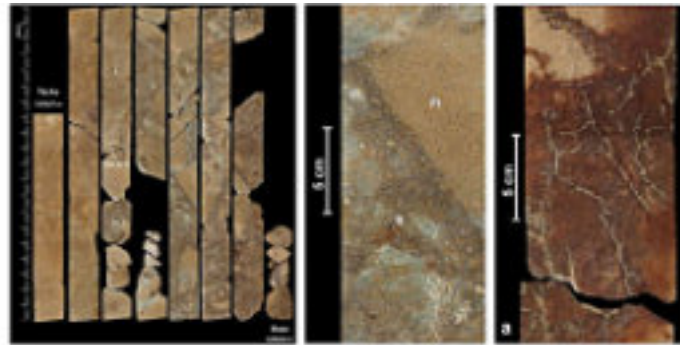


Figura 3. a) Ignimbritas reomórficas del Grupo Choiyoi, principal productor de basamento de la Cuenca Neuquina b) detalle del núcleo y c) sección delgada mostrando patrón de fractura en reticulado

Con el desarrollo de la sísmica y las imágenes de pozo, se confirmó el carácter fracturado de estos reservorios y se determinó que predominaban ignimbritas riolíticas asociadas al relleno de hemigrábenes precuianos. Estos trabajos consolidaron el concepto de reservorios volcánicos fracturados como un importante play no convencional en la cuenca.

Cuenca Austral-Magallanes (Argentina/Chile)

Históricamente, la Serie Tobífera fue considerada el “basamento económico” de la Cuenca Austral-Magallanes, ya que durante gran parte de la exploración y desarrollo no se la consideraba un reservorio de interés hidrocarburífero (Hinterwimmer, 2002; Sruoga et al., 2004; Sruoga y Rubinstein, 2007). Debido a la aparente naturaleza errática e impredecible de sus propiedades como reservorio, la unidad era vista únicamente como un objetivo secundario o upside exploratorio. En la mayoría de los pozos apenas se perforaban entre 20 y 30 metros dentro de la unidad, principalmente para confirmar su presencia y permitir el perfilaje completo de la Formación Springhill, principal reservorio de la cuenca.

Sin embargo, manifestaciones de hidrocarburos y posteriores producciones obtenidas en varios pozos perforados desde la década de 1970 en Argentina y Chile comenzaron a revelar el potencial petrolero de estas rocas volcánicas y volcanoclásticas jurásicas. A partir de entonces, la Serie Tobífera empezó a ser evaluada con mayor

atención, desarrollándose numerosos estudios orientados a comprender los procesos responsables de la generación de porosidad y permeabilidad, tanto primaria como secundaria.

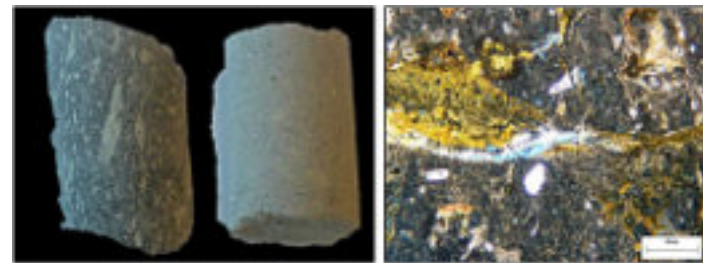


Figura 4. Aspecto general de la Serie Tobífera en muestras de pared (izq) y sección delgada mostrando microfisuras ocluidas conformando microbrechas (der)

Durante las últimas dos décadas, múltiples descubrimientos confirmaron su importancia como reservorio no convencional fracturado, transformándola en un objetivo exploratorio relevante en gran parte de los prospectos de la cuenca. En Argentina, la unidad produce hidrocarburos en campos como Océano, Campo Bremen, Estancia Dos Lagunas, Laguna El Palo, La Paz, Filomena, Chorrillos Viejo, El Indio, El Mosquito y Punta Loyola, mientras que en Chile existen acumulaciones productivas en campos como Gaviota, Gaviota Norte y Flamenco. Asimismo, el pozo Lago Mercedes #1 demostró el potencial petrolero de reservorios fracturados asociados tanto a rocas volcanoclásticas de la Serie Tobífera como a intrusivos granodioríticos prerift en la Cuenca de Magallanes (Dean et al., 1993), demostrando además que el basamento granítico también puede constituir un reservorio productivo en la región.

Uno de los descubrimientos argentinos más relevantes fue el campo Estancia Dos Lagunas, descubierto en 1999 con la perforación del pozo EDL.x-1. El objetivo original era explorar un alto estructural y evaluar el potencial hidrocarburífero de las areniscas de la Formación Springhill y de las rocas ígneas de la Serie Tobífera. Inicialmente, el pozo produjo gas en la Formación Springhill; posteriormente, nuevas perforaciones confirmaron también la presencia de hidrocarburos en las rocas volcánicas y volcanoclásticas de la Serie Tobífera. Tras la confirmación del play, el desarrollo del campo continuó con la perforación de trece pozos adicionales, de los cuales la mayoría registró producción comercial de gas y condensado. (Hinterwimmer, 2002; Venara et al., 2009)

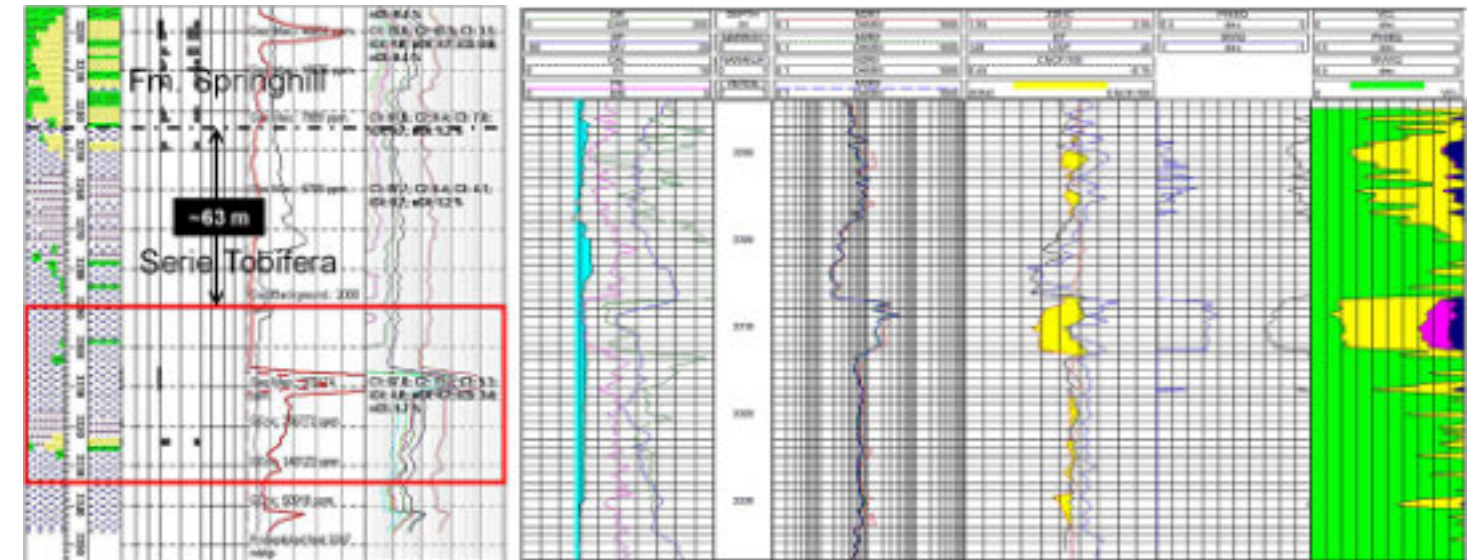


Figura 5. Registro de mudlogging de un pozo de la Cuenca Austral mostrando aporte de gas durante la perforación de la Serie Tobífera, 63 metros por debajo del tope (izq.) e interpretación petrofísica del tramo productivo (der.)

En la Cuenca de Magallanes, especialmente en el hemigraben Gaviota, se descubrieron reservorios naturalmente fracturados asociados a rocas volcánicas riolíticas de la Serie Tobífera, inicialmente consideradas parte del basamento sin interés petrolero. Muchos de estos hallazgos ocurrieron durante la exploración de la Formación Springhill y dieron origen, desde finales de los años 80, a estudios sistemáticos sobre reservorios volcánicos fracturados. La evolución del modelo exploratorio permitió reconocer que la productividad está controlada principalmente por la presencia de litologías frágiles y sistemas de fracturas tectónicas abiertas (Bravo y Herrero, 1997)

Chirete-Los Blancos (Argentina)

El descubrimiento de este campo en la Subcuenca de Olmedo, se originó a partir de los resultados obtenidos en el pozo exploratorio Los Blancos x-1001, el cual aportó 123 m³ de petróleo durante maniobras de abandono, por colapso del pozo y aprisionamiento de la sarta de perforación, tras una severa pérdida de circulación durante la perforación (Agüera et al., 2017, 2019).

Perforando rocas cuarcíticas extremadamente duras y abrasivas en el intervalo 2805-2809 m, que obligaron al reemplazo de dos trépanos en apenas 27 m perforados, se produjo una pérdida severa de circulación del orden de 200 m³, que ocasionó el colapso del hoyo y el aprisionamiento de la herramienta. Durante las operaciones finales de abandono se observó un

desplazamiento espontáneo de fluidos por el interior de la tubería, registrándose una producción cercana a 124 m³ de petróleo en aproximadamente 2,5 horas (Agüera et al., 2017, 2019).

Estos resultados motivaron la perforación de un segundo pozo con el objetivo de evaluar de manera más detallada el potencial petrolero del alto paleogeomórfico, reconocido solo parcialmente por el pozo pionero. Este segundo pozo no solo confirmó el potencial productivo del sistema fracturado, sino que además reveló la existencia de un nuevo play y de un sistema petrolero previamente no reconocido en la cuenca. El hallazgo representó, asimismo, el primer descubrimiento de hidrocarburos en rocas ordovícicas en Argentina (Agüera et al., 2017, 2019).

Indonesia

Un ejemplo interesante es el campo gasífero Suban, en Sumatra del Sur, Indonesia, el cual no fue descubierto durante las campañas exploratorias desarrolladas por Caltex (Chevron-Texaco) en la década de 1980, debido a que los pozos atravesaban la sección sedimentaria y apenas penetraban algunos metros dentro del basamento. Posteriormente, en 1999, Gulf Canada y Talisman Energy descubrieron el gigantesco reservorio de gas en basamento, estimado entre 5 y 7 TCF, al perforar profundamente dentro del sistema fracturado del basamento cristalino.

Cuenca de Cuu Long, Vietnam

Vietnam constituye uno de los casos más exitosos a nivel mundial de producción de hidrocarburos en reservorios de granito fracturado especialmente la cuenca offshore de Cuu Long, al sureste del país, donde importantes acumulaciones de petróleo fueron descubiertas y desarrolladas en rocas de basamento cristalino intensamente fracturadas. Durante muchos años, las rocas graníticas del basamento fueron consideradas simplemente el “basamento económico” de la cuenca; sin embargo, los descubrimientos realizados a partir del campo Bach Ho Field (“White Tiger”) transformaron radicalmente este concepto y demostraron el enorme potencial petrolero de los reservorios ígneos fracturados. El campo Bach Ho fue descubierto inicialmente en 1975, aunque su desarrollo efectivo comenzó a mediados de la década de 1980. La producción proviene principalmente de granitos y granodioritas fracturadas del basamento mesozoico, donde la productividad está controlada por extensos sistemas de fallas y zonas de daño tectónico.

En este campo, la porosidad de la matriz es muy baja, pero la intensa red de fracturas abiertas genera suficiente permeabilidad para sostener producción comercial de gran magnitud. Algunos pozos llegaron a producir entre 2.000 y 15.000 barriles diarios de petróleo. Los estudios sísmicos, registros de imágenes FMI y análisis de núcleos demostraron que la calidad reservorio está fuertemente asociada a sistemas de fracturas desarrollados durante eventos tectónicos transpresivos del Oligoceno tardío. Asimismo, se reconoció que las zonas de falla y sus “zonas de daño” incrementan significativamente la porosidad secundaria y la conectividad hidráulica.

El éxito exploratorio de Bach Ho impulsó posteriormente el descubrimiento y desarrollo de otros importantes campos de basamento fracturado en la cuenca, como Rong, Rang Dong, Ruby y Su Tu Den, consolidando a la Cuenca Cuu Long como uno de los ejemplos más importantes del mundo de producción comercial desde reservorios graníticos fracturados. En la actualidad, gran parte de la producción petrolera de Vietnam proviene precisamente de este tipo de plays no convencionales asociados al basamento cristalino.

Campos como Bach Ho producen desde: granitos fracturados; zonas alteradas; corredores tectónicos profundos. Las fracturas permanecen abiertas a profundidades superiores a 4–5 km gracias a: tectónica

extensional, intensa fracturación y reactivación estructural.

...DEL LÍMITE GEOLÓGICO AL OBJETIVO EXPLORATORIO

Estos ejemplos demuestran que muchos descubrimientos en basamento no fueron inicialmente reconocidos debido a paradigmas exploratorios tradicionales que consideraban el basamento únicamente como límite geológico inferior y no como objetivo. En numerosos casos, los pozos fueron diseñados exclusivamente para evaluar los reservorios sedimentarios suprayacentes, penetrando apenas algunos metros el basamento con fines operacionales o de correlación estratigráfica. Como consecuencia, importantes sistemas fracturados y meteorizados quedaron sin evaluar.

La experiencia global indica que el éxito exploratorio en reservorios ígneo-metamórficos depende de comprender que: el basamento puede contener columnas productivas de gran espesor; las fracturas abiertas pueden desarrollarse decenas o cientos de metros por debajo del tope cristalino; el tope del basamento no siempre representa la mejor calidad reservorio; algunas zonas someras pueden estar cementadas, mientras fracturas más profundas permanecen abiertas y productivas.

Por ello, los programas exploratorios modernos deben considerar perforaciones suficientemente profundas dentro del basamento, integrando: sísmica 3D de alta resolución; análisis estructural; modelado geomecánico; caracterización de fracturas; evaluación petrofísica avanzada.

En consecuencia, la principal razón por la cual muchos descubrimientos tardíos ocurrieron en reservorios de basamento radica en que históricamente el basamento no era considerado un objetivo exploratorio primario. La perforación limitada al “tope de basamento” impidió reconocer sistemas fracturados profundos capaces de almacenar y producir hidrocarburos comercialmente. Estos casos evidencian que, en numerosos campos maduros desarrollados sobre altos de basamento, todavía puede existir un importante potencial remanente asociado a reservorios fracturados subyacentes

¿HASTA DÓNDE PERFORAR?

La profundidad óptima de perforación en reservorios de basamento no depende exclusivamente de la presencia de

roca fracturada, sino de la persistencia de permeabilidad estructural efectiva y de saturaciones económicamente favorables como los primeros elementos a considerar.

Islan et al. (2018) mencionan que los intervalos saturados de hidrocarburos no se localizan necesariamente inmediatamente debajo del tope del basamento. En los campos Campo La Paz y Campo Mara, en el occidente de Venezuela, el petróleo fue descubierto entre 18 y 20 m por debajo del tope, mientras que en el campo Oimasha, en Kazajistán, los hidrocarburos aparecieron a unos 140 m bajo el techo del basamento. Indican además que existen ejemplos de ocurrencia de hidrocarburos a profundidades extremas. En el Escudo Báltico, el pozo Gravberg-1, en Suecia, encontró petróleo y gas metano no comercial en rocas ígneas precámbricas a unos 6.800 m de profundidad. Estos ejemplos demuestran que la presencia de fracturas abiertas y permeables puede persistir a profundidades mucho mayores de las tradicionalmente consideradas.

Koning (2013) señala que los pozos de desarrollo en reservorios de basamento deben perforarse con suficiente profundidad para lograr un drenaje efectivo del reservorio, evitando limitarse únicamente a “tocar” el tope del basamento. El autor destaca que una penetración somera puede conducir a una evaluación incompleta del sistema fracturado y dejar intervalos productivos sin descubrir. Como ejemplo, menciona el caso del campo La Paz, en la Cuenca de Maracaibo, donde los pozos eran perforados típicamente unos 500 metros dentro del basamento

granítico con el fin de interceptar adecuadamente las zonas fracturadas y maximizar el drenaje del reservorio.

Durante las primeras etapas de desarrollo de los campos Mara y La Paz, en la Cuenca de Maracaibo, los pozos fueron perforados con penetraciones promedio cercanas a 500 metros dentro del basamento fracturado (Chung-Hsiang P’an, 1982). Esta estrategia permitió interceptar sistemas de fracturas más profundos y mejorar el drenaje del reservorio. Las tasas iniciales de producción alcanzaron valores máximos del orden de 11.500 barriles de petróleo por día (BPPD), mientras que la producción inicial promedio se situó alrededor de 3.600 BPPD, confirmando el elevado potencial productivo de estos reservorios de basamento.

García et al. (2000) mencionan que entre los ~50 pozos de este campo que han alcanzado el basamento, alrededor de 10 han sido perforados con un espesor bastante significativo.

Guariguata y Richardson (1959), basado en datos estadísticos al 31/03/1959, sobre 65 pozos de los campos La Paz-Mara, señalan que los pozos penetraron entre 350 y 4502 pies dentro del basamento, 28 de ellos en un rango entre 350 y 1000 pies y nueve pozos superan los 3000 metros. Indican, además, que los pozos producen de profundidades tan variables como 2 y 488 pies por debajo del tope del basamento.



Figura 6. Relación entre la profundidad del tope de basamento, la profundidad total perforada y la penetración dentro del basamento para 65 pozos del campo La Paz-Mara. El gráfico evidencia una importante variabilidad en los espesores perforados dentro del reservorio cristalino, demostrando que numerosos pozos atravesaron varios cientos de pies de basamento en la búsqueda de intervalos fracturados y productivos.

Empleando datos recopilados por Guariguata y Richardson (1959) de siete pozos productivos de los campos de La Paz y Mara, se observa que penetraron basamento en un rango

entre 355 y 3087 pies y que el intervalo abierto a producción varía entre 309 y 2970 pies, desde apenas 2 pies del tope hasta 482 pies por debajo de éste.

Tabla 1. Rangos de penetración dentro de basamento de pozos productores del campo La Paz-Mara (Fuente: Guariguata & Richardson, 1959).

Pozo #	Basamento			Intervalo Abierto			PIES debajo d/tope	% abierto Bsmto
	Tope	Base	Espesor	Tope	Base	Total		
1	6471	8499	2028	6539	8499	1960	68	97
2	6397	9484	3087	6442	9412	2970	45	96
3	7800	8889	1089	7802	8661	859	2	79
4	8271	11025	2754	8753	10387	1634	482	59
5	10610	11286	676	10660	11081	421	50	62
6	9110	9465	355	9156	9465	309	46	87
7	9586	10675	1089	9695	10675	980	109	90

La figura 7 ilustra que gran parte de la producción proviene de secciones perforadas varios cientos de pies dentro del basamento cristalino, confirmando que las zonas fracturadas y permeables no se restringen únicamente al tope del reservorio. Asimismo, se observa una considerable variabilidad en la profundidad de penetración y en el porcentaje de intervalo productivo asociado al sistema de fracturas.

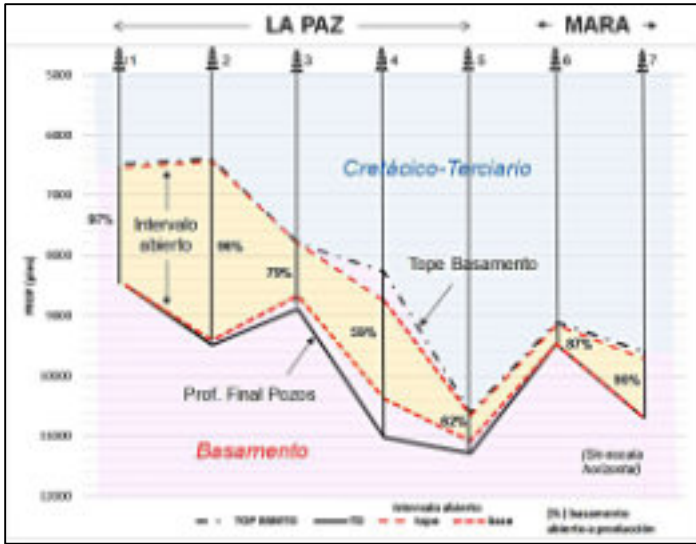


Figura 7. Relación entre el tope de basamento, la profundidad final de perforación y el intervalo abierto a producción dentro del reservorio fracturado en siete pozos de los campos La Paz y Mara. El esquema muestra que una proporción significativa del intervalo perforado dentro del basamento permaneció abierta a producción. Los datos evidencian una marcada variabilidad tanto en la profundidad de penetración dentro del basamento como en la proporción de intervalo productivo asociado a fracturas abiertas (datos de Guariguata & Richardson, 1959)

Porras et al. (2007) indican que en el campo La Concepción, en un contexto tectónico y estratigráfico similar a los campos La Paz-Mara, ubicados a escasos 40 km, las zonas productivas de basamento se encontraron entre 15 y 140 metros del tope. A las profundidades señaladas se observaron incrementos abruptos de las unidades de gas durante la perforación.

La figura 8 muestra una sección esquemática con los cuatro pozos productivos del basamento ígneo-metamórfico naturalmente fracturado en el campo La Concepción, Cuenca de Maracaibo, donde se ilustra la distribución vertical de intervalos permeables y zonas de menor permeabilidad dentro del basamento cristalino. La sección pone de manifiesto la marcada heterogeneidad del sistema de fracturas y el desarrollo de niveles productivos a distintas profundidades por debajo del tope de basamento. El notable incremento del gas total indica las zonas permeables del reservorio.

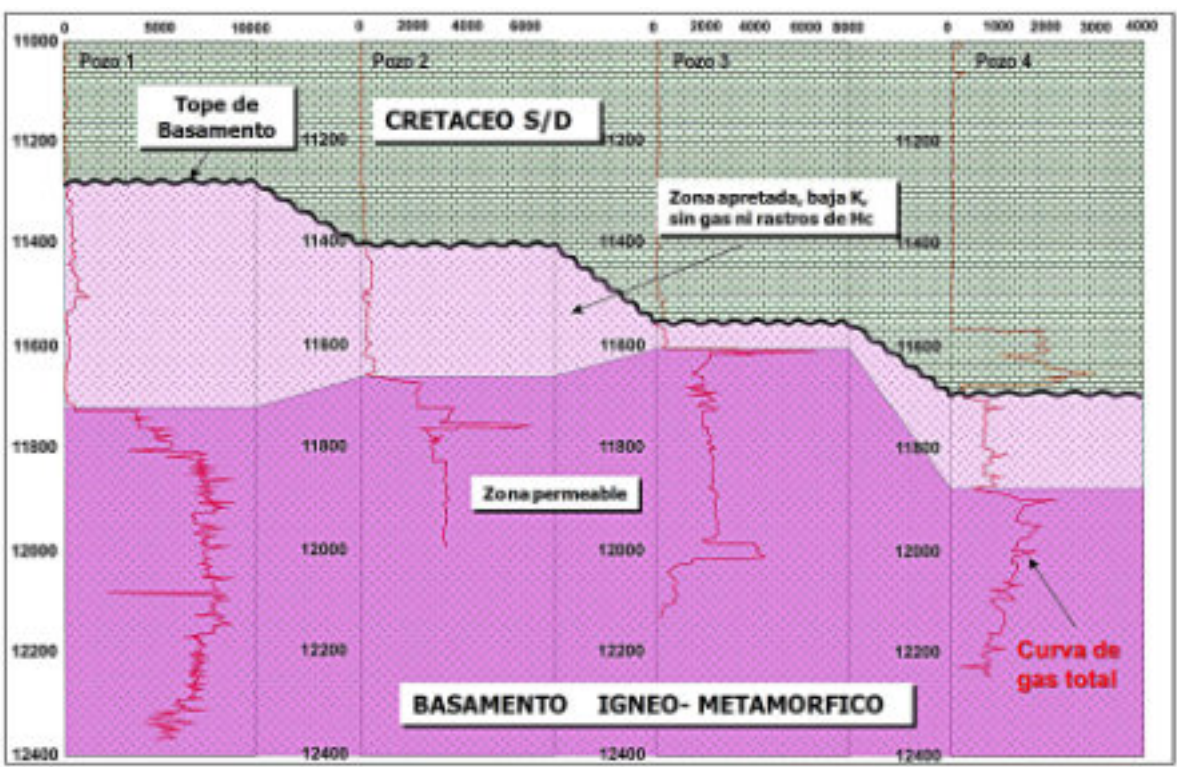


Figura 8. Sección geológica esquemática del reservorio ígneo-metamórfico fracturado en el campo La Concepción, Cuenca de Maracaibo, mostrando la distribución vertical de zonas permeables y sectores de baja permeabilidad dentro del basamento. La figura evidencia la heterogeneidad del sistema fracturado y la presencia de intervalos productivos desarrollados a diferentes profundidades bajo el tope del basamento cristalino. Las curvas de gas total sugieren la asociación entre fracturamiento abierto y permeabilidad efectiva dentro del reservorio (modificado de Porras et al., 2007)

Aguilera (1996) sugiere perforar por lo menos 300 metros dentro de basamento especialmente si la cobertura sedimentaria contiene petróleo. Estima que los reservorios fracturados contienen significantes volúmenes de hidrocarburos no descubiertos que se han perdido debido a la imposibilidad de intersectar los principales sistemas de fallas.

En Argentina, los reservorios de la Serie Tobífera, se localizan tanto a niveles superiores, 20-30 metros, de la formación hasta 120 metros por debajo del tope (Hinterwimmer, 2002).

Sisinni et al. (2011), en el marco del proyecto conjunto de gas Precuyano-Basamento, indican que la perforación a mayores profundidades contribuye a incrementar la producción y las reservas. Asimismo, determinaron que los niveles del basamento constituyen los mejores intervalos productores, concentrándose la mayor parte de la producción en espesores relativamente delgados.

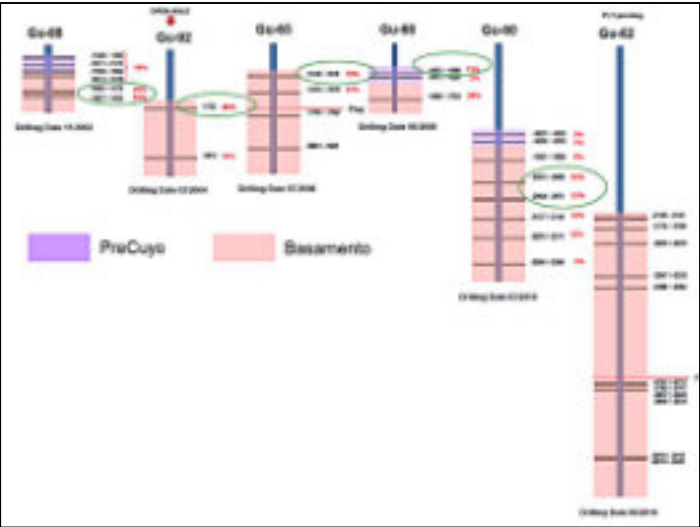


Figura 9. Intervalos productivos del Precuyano y el basamento fracturado en varios pozos del campo Guanaco. Se destacan la profundidad e intervalos abiertos y con mayor aporte de producción (modif. de Sisinni et al., 2011).

Según Gutmanis (2009), la distribución de los intervalos productivos en reservorios de basamento de Yemen evidencia que la productividad no se restringe únicamente al tope del basamento meteorizado, sino que puede extenderse varios cientos de metros por debajo de éste, especialmente en sectores afectados por fallamiento y fracturamiento tectónico. El autor destaca que los mejores resultados productivos se asocian preferentemente a basamentos graníticos fracturados y a intervalos localizados próximos a fallas sísmicamente resolubles, mientras que los basamentos conformados por rocas metamórficas muestran, en general, menor productividad.

Asimismo, demuestra la alta variabilidad vertical de los intervalos productores y resalta la importancia de profundizar adecuadamente la perforación para interceptar corredores de fracturas permeables dentro del basamento.

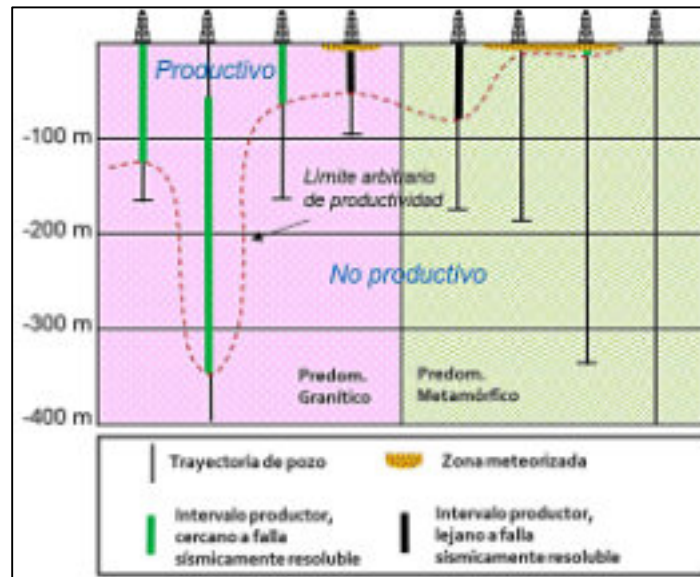


Figura 10. Distribución de intervalos productivos en 8 pozos de basamento en Yemen, mostrando la profundidad de los intervalos productores respecto al tope del basamento y su relación con la litología y estructuras mayores. Los intervalos productivos asociados a fallas sísmicamente resolubles se concentran principalmente en basamentos graníticos, mientras que los basamentos metamórficos presentan menor desarrollo productivo. La figura también ilustra la variabilidad de penetración de los pozos, la presencia o ausencia de zonas meteorizadas y la localización de intervalos no productivos (adaptado y modificado de Gutmanis, 2009)

En la cuenca de Cuu Long en Vietnam, las fracturas permanecen abiertas a profundidades superiores a 4-5 km

gracias a una intensa fracturación, producto de la tectónica extensional y reactivación estructural.

De acuerdo a estas experiencias y muchas otras consideraciones, la decisión debe integrar: geología estructural, geomecánica, comportamiento dinámico del acuífero, petrofísica y economía del proyecto. Gutmanis (2009) menciona que las litologías homogéneas, historia de deformación, reactivación de fracturas, la alteración hidrotermal o actividad meteórica y esfuerzos in situ son los principales controles de la calidad de reservorios del basamento

Criterio estructural

En reservorios de este tipo, el criterio estructural constituye uno de los principales factores para definir hasta dónde profundizar la perforación. La continuidad de fracturas abiertas, corredores tectónicos activos y zonas intensamente deformadas suele indicar la persistencia de permeabilidad secundaria y conectividad hidráulica favorable para la acumulación y producción de hidrocarburos. Asimismo, eventos de pérdidas de circulación durante la perforación pueden representar indicadores indirectos de fracturamiento abierto y alta capacidad de flujo. Por ello, mientras se mantengan evidencias estructurales favorables, como fracturas permeables, zonas de falla o manifestaciones de conectividad hidráulica, la profundización del pozo puede seguir siendo técnicamente justificada desde el punto de vista exploratorio y productivo.

El análisis estructural de pozos del campo La Paz evidencia un basamento intensamente fracturado, con zonas de fracturamiento difuso y enjambres de fracturas de alta densidad (fracture swarms) posiblemente asociados a fallas subsísmicas. Estas estructuras, constituyen los principales conductos de flujo y controlan significativamente la productividad del reservorio (García et al., 2000). La mayoría de los pozos con mejor producción están asociados a fallas que cortan o pasan muy próximas a la sección reservorio.

Criterio petrofísico

La decisión de continuar perforando en reservorios de basamento también depende de la evaluación petrofísica de los intervalos atravesados. Entre las herramientas más importantes se incluyen la caracterización litológica, los registros de imágenes de pozo (FMI/FMS), resistividad,

registros sínicos, PLT's y pruebas de formación tipo DST. Estas herramientas permiten identificar zonas fracturadas, determinar la apertura y conectividad de las fracturas, reconocer intervalos con presencia de hidrocarburos y evaluar la calidad hidráulica del reservorio.

En particular, las imágenes de pozo, PLT's y las pruebas DST son fundamentales para diferenciar fracturas abiertas y productivas de aquellas selladas o sin conectividad efectiva. Gutmanis (2009) encontró una correlación entre litología y productividad, de allí, la importancia de una buena caracterización petrofísica.

García et al. (2000) reconocen dos tipos de rocas en el heterogéneo basamento de La Paz. Señalan que las rocas graníticas, más frágiles, predominan, mientras que las metamórficas (gneises), menos propensas al fracturamiento, se localizan hacia la parte superior del basamento.

Criterio geomecánico

Los modelos geomecánicos constituyen una herramienta fundamental para definir los límites operacionales y productivos de la perforación en reservorios de basamento. Estos modelos permiten estimar la profundidad a la cual las fracturas tienden a cerrarse por efecto del esfuerzo efectivo, evaluar la estabilidad del pozo y caracterizar la magnitud y orientación de los esfuerzos in situ. Asimismo, facilitan la identificación de discontinuidades y sistemas de fracturas favorablemente orientados respecto al campo de esfuerzos actual, capaces de permanecer abiertas y permeables a mayores profundidades. La integración de estos parámetros resulta clave para reducir riesgos operacionales y optimizar la localización de intervalos potencialmente productivos.

Criterio hidráulico y acuífero

En los reservorios del basamento naturalmente fracturado, el comportamiento del agua de formación y del

contacto agua-petróleo (CAP) es considerablemente más complejo que en reservorios convencionales. Debido a la heterogeneidad estructural, el CAP puede ser irregular, dinámico y compartimentalizado, favoreciendo migración preferencial de agua, contactos múltiples e irrupciones tempranas. La distribución del agua está controlada principalmente por la conectividad de fracturas, zonas de falla, permeabilidad vertical y anisotropía hidráulica. Las fallas pueden actuar tanto como conductos de flujo como barreras parciales, generando importantes variaciones de saturación y diferencias de producción de agua entre pozos cercanos.

Uno de los principales riesgos al profundizar la perforación consiste en interceptar fracturas hidráulicamente conectadas con el acuífero regional, lo que puede provocar incrementos abruptos del corte de agua y rápida disminución de la productividad petrolera. En muchos casos, perforar más profundo implica ingresar directamente en corredores dominados por agua.

Durante la perforación, especialmente utilizando lodos base aceite, cualquier ingreso de agua al sistema puede detectarse fácilmente por las variaciones en los valores de salinidad (Porrás et al., 2005). La caracterización química y determinación de la procedencia de estas aguas puede realizarse mediante métodos convencionales, como el diagrama de McKinell, una técnica gráfica ampliamente utilizada para la correlación e identificación de mezclas de aguas en yacimientos petrolíferos.

En el campo La Paz, el análisis dinámico y estructural sugiere que el campo se encuentra compartimentalizado en distintos bloques tectónicos con contactos de fluidos independientes (Fig. 11). Aunque las fallas podrían permitir cierta comunicación estructural, existen barreras hidráulicas que controlan el comportamiento de presión y la distribución de hidrocarburos dentro del reservorio (García et al., 2000).

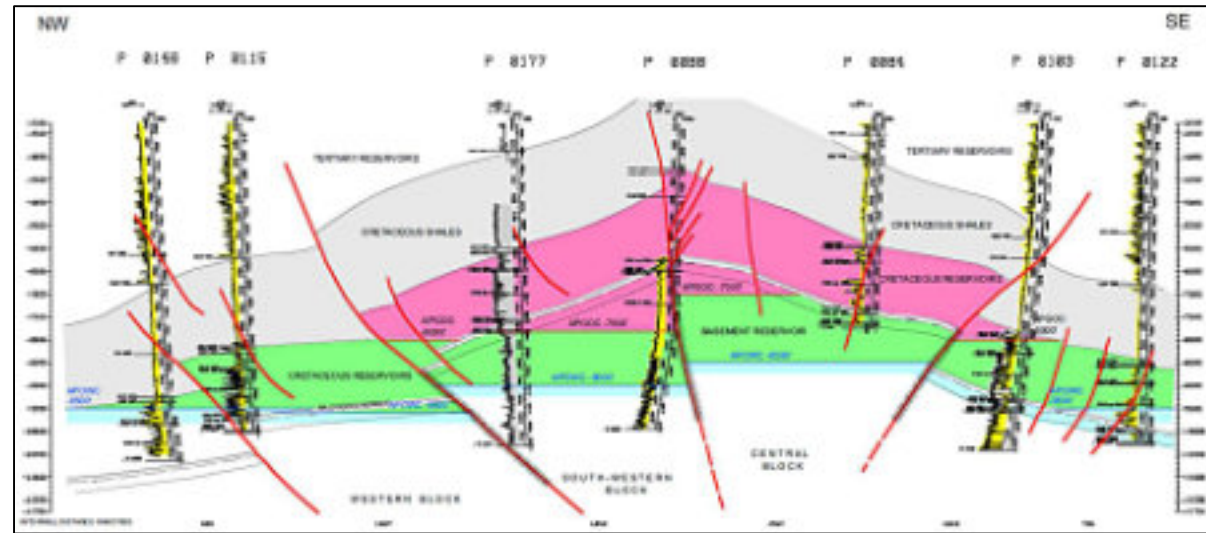


Figura 11. Sección estructural-estratigráfica del basamento fracturado de La Paz, mostrando la compartimentalización tectónica del campo y la presencia de distintos contactos de fluidos controlados por bloques estructurales separados por fallas mayores. Las variaciones en los contactos agua-petróleo (OWC) y gas-petróleo (GOC) evidencian un comportamiento hidráulico parcialmente independiente entre bloques, indicando comunicación limitada y posible presencia de barreras asociadas a zonas de falla y unidades de baja permeabilidad (fuente: García et al., 2000)

Por ello, la presencia y comportamiento del acuífero constituyen uno de los principales límites económicos y operacionales en reservorios de basamento. La decisión de profundizar debe integrar la evaluación de la cercanía al acuífero regional o CAP, conectividad hidráulica, orientación de fracturas, presión del acuífero y riesgo de conificación o irrupción temprana de agua.

Criterio económico

El límite final de profundización en reservorios de basamento está condicionado también por criterios económicos y de rentabilidad del proyecto. A medida que aumenta la profundidad, se incrementan significativamente los costos de perforación, completación y evaluación, especialmente en rocas cristalinas duras y altamente abrasivas. Por ello, la continuidad de la perforación debe justificarse mediante evidencias geológicas y productivas que compensen el riesgo exploratorio y operacional.

Factores como el potencial de producción, la calidad de los fluidos, la relación agua-hidrocarburo, los costos de estimulación y las condiciones del mercado energético influyen directamente en la definición del límite económico de perforación.

CONCLUSIONES

Los reservorios en el basamento ígneo-metamórfico constituyen plays petroleros de importancia mundial, cuya productividad depende principalmente de la presencia de fracturas abiertas y conectadas. Los ejemplos analizados demuestran que no existe una profundidad máxima universal para definir hasta dónde perforar en estos sistemas, ya que la permeabilidad y la saturación de hidrocarburos pueden persistir varios cientos o incluso miles de metros dentro del basamento.

Más que la profundidad absoluta, los principales controles de productividad corresponden a la posición estructural del pozo, la presencia de fallas regionales, zonas de daño de fallas y corredores de fracturas hidráulicamente conectados. Casos como La Paz-Mara y La Concepción en Venezuela; Guanaco, El Octógono, Chirete y Medanito en Argentina y diversos campos de Vietnam, Indonesia y Yemen evidencian que los intervalos productivos pueden localizarse a profundidades muy variables dentro del basamento cristalino.

Sin embargo, la profundización de la perforación debe evaluarse cuidadosamente frente al riesgo de interceptar fracturas conectadas con el acuífero regional, lo cual

puede generar irrupción temprana de agua y rápida pérdida de productividad. Por ello, el límite económico de perforación está controlado por la interacción entre factores estructurales, hidráulicos, geomecánicos y económicos.

En consecuencia, definir “hasta dónde perforar” requiere una integración multidisciplinaria avanzada entre geología estructural, geomecánica, petrofísica, caracterización de fracturas y simulación dinámica de fluidos, apoyada por tecnologías modernas como sísmica 3D, imágenes de pozo y modelos DFN.

REFERENCIAS

- Agüera M., Porras J.S., Cavalleri P. y Stark A., 2017. Ocurrencia De Hidrocarburos en el Basamento Ordovícico de la Subcuenca de Lomas de Olmedo, Noroeste Argentino. XX Congreso Geológico Argentino, Tucumán, Argentina, 7-11 Agosto 2017.
- Agüera M., Porras J.S., Belotti H., Naidés C., Cavalleri P. y Stark A., 2018. Los reservorios de la Formación Las Breñas, en M. Schiuma, G. Hinterwimmer y G. Vergani (eds) “Rocas Reservorios de las Cuencas Productivas de la Argentina”, 2da Edición Actualizada, Nov 2018.
- Agüera M.E., Belotti H.J., Cavalleri P., Naidés C. and Porras J.S., 2019. Oil Discovery in Ordovician Prerift Sequences Las Breñas Formation, Lomas de Olmedo Sub-Basin, Northwestern Argentina. AAPG International Conference & Exhibition, B. Aires, Argentina, August 2019.
- Aguilera R., 1996. Hydrocarbon Production from Naturally Fractured Granite, Technical Note # 2. April 18, 1996.
- Barrionuevo M.F., 2015. Las Rocas Volcánicas del Grupo Choiyoi como Reservorio de Hidrocarburos. Yacimiento 25 de Mayo-Medanito S.E. (38°1'43" LS y 67°53'45" LO), Cuenca Neuquina, Argentina. Tesis Doctoral Universidad de Salta.
- Bravo, P., & Herrero, C., 1997. Reservorios naturalmente fracturados en rocas volcánicas jurásicas, Cuenca de Magallanes, Chile. En VI Simposio Bolivariano: Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas (Memorias, Tomo I, pp. 66–84). Cartagena de Indias, Colombia.

Cuong, T.X. & Warren, J.K., 2009. Bach Ho Field, a fractured granitic basement reservoir, Cuu Long Basin, offshore SE Vietnam - a ‘buried-hill’ play. Journal of Petroleum Geology, 32, 129-156.

Dean J.S., Wilson, J.T., Mainzer, G.F., Escobar, F. y Aguirre, G., 1993. Preliminary assessment of the Lago Mercedes discovery, Magallanes Basin, Chile. AAPG Search and Discovery Article #90988, AAPG/SVG International Congress and Exhibition, Caracas, Venezuela, March 14-17, 1993.

García J., González G., Leandri P, Lorin T. y Reymond A., 2000. La Paz Field Study: Multidisciplinary Approach in Fractured Reservoir Characterisation and Applications To Field Development. Memorias VII Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en las Cuencas Subandina, 662-688.

Guariguata R.C. y Richardson J.A., 1959. El Basamento en el Oeste del Lago de Maracaibo, III Congreso Geológico Venezolano.

Gutmanis, J.C., 2009. Basement Reservoirs - A review of their Geological and Production Histories. International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 7-9 December 2009. IPTC 13156.

Hinterwimmer G., 2002. Los Reservorios de la Serie Tobífera, en Rocas Reservorios de las Cuencas Productivas de la Argentina en Schiuma M., Hinterwimmer G. y Vergani G.s (Eds), V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mar del Plata, Nov 2002, 27-47.

Holdsworth R.E., R. Trice, K. Hardman, K.J.W. McCaffrey, A. Morton, D. Frei, E. Dempsey, A. Bird & S. Rogers., 2019. The nature and age of basement host rocks and fissure fills in the Lancaster field fractured reservoir, West of Shetland. Journal of the Geological Society.

Islam M.R, Hossain M.E an Islam A.O., 2018. Hydrocarbons in Basement Formations. John Wiley & Sons and Scrivener Publishing (eds), 622 p.

Koning, T., 2003. Oil production from Basement Reservoirs – Examples from Indonesia, USA and Venezuela. In: Petford, N. & McCaffrey, K.J.W. (eds), Hydrocarbons in Crystalline Rocks. Geological Society, London, Special Publications, 214, 83-92.

Koning T., 2013. Fractured and Weathered Basement Reservoirs - Best Practices for Exploration and Production: Examples from USA, Venezuela and Brazil. AAPG Search and Discovery Article #90163, AAPG 2013 Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, Pennsylvania, May 19-22, 2013.

Koning T., 2022. Exploration and production of oil and gas from naturally fractured and weathered basement reservoirs in Asia, Africa and the Americas. CSEG Recorder, Focus Article, June 2022, 23 p.

Nelson, R.A., 2001. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs (Second edition). Gulf Professional Publishing, Elsevier, Oxford, UK.

López S., Sisinni V., Rodríguez L., Lavia M, Borges G. y Vargas S., 2010. Gas en Basamento de la Cuenca Neuquina, Informe.

P'an, C.H., 1982. Petroleum in basement rocks. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 66, 1597-1643.

Peacock D.C. and Banks G. J., 2020. Basement highs: Definitions, characterisation and origins, Basin Research 2020;32:1685-1710.

Porras J.S., Benito J., Machado V., Chirinos N., Peralta E., Marchal D., Balseiro P., Gonzalez I., Ferro C.E. y Luis Ochoa L., 2005. Subsurface Fracture Detection Using Multiple Borehole Parameters and Its Application on the Carbonate Reservoir of La Concepcion Field, Western Venezuela. Seminário De Reservas E Reservatórios 2005, Petrobras

Porras J.S., Castillo C, Machado V. y Chirinos N., 2007. Basamento en La Concepción, Cuenca de Maracaibo: Oportunidad de Explotación de un Yacimiento No Convencional, IX Congreso Geológico Venezolano, Caracas, Octubre 2007

Porras J.S., Ferro C.E., Castillo C., Machado M., Ochoa L. and Chirinos N., 2007. Fractured Basement: New Exploratory Target in La Concepción Field, Western Venezuela, AAPG Annual Convention, Long Beach, California, Abril 2007.

Sircar A., 2004. "Hydrocarbon Production from Fractured Basement Formations", Current Science, Vol. 87, No. 2, 25 July 2004, p. 147-151

Sisinni V., Lavia M. y Ponce J., 2011. Unconventional Deep Gas Play-Guanaco Filed. AAPG Unconventional Resources GTW, Buenos Aires, June 26-28, 2011

Sisinni V., López S. y Lavia M., 2011. Yacimientos de Gas No Convencionales en el Ciclo Precuyano y en el Basamento en el Área de la Dorsal de Huincul en La Cuenca Neuquina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG, 693-710.

Sruoga P., N. Rubinstein N. y Hinterwimmer G., 2004. Porosity and permeability in volcanic rocks: a case study on the Serie Tobífera, South Patagonia, Argentina. Journal of Volcanology and Geothermal Research 132 (2004) 31-43.

Sruoga P. and Rubinstein N., 2007. Processes controlling porosity and permeability in volcanic reservoirs from the Austral and Neuquén basins, Argentina, AAPG Bulletin, v. 91, no. 1 (January 2007), pp. 115-129

Trice, R., 2014. Basement exploration West of Shetlands, progress in opening a new play on the UKCS. In: Cannon, S.J.C. & Ellis, D. (eds), Hydrocarbon Exploration to Exploitation West of Shetlands. Geological Society, London, Special Publications, 397, 81-105.

Velo D., Manceda R., Creus F., Rodrigo Ugarte R., Narrillos D. y Ciancio L., Pioli O. y Mallaviabarrena M., 2014. Caracterización del reservorio en el basamento cristalino de la Cuenca Neuquina. Petrotecnia. Dic 2014, 24-43

Venara L., Bahl Chambi G. , Cremonini A. y Limeres M., 2009. Estancia Dos Lagunas: Producing Gas and Condensate from a Volcanic Rock in The Argentinean Austral Basin, 24th World Gas Congress, 5-9 October, Buenos Aires, Argentina

CONTROLES GEOLOGICOS Y USOS INDUSTRIALES DE LOS MINERALES NOMETALICOS DEL MACIZO METAMÓRFICO ESCAMBRAY EN CUBA CENTRAL

Humberto Álvarez-Sánchez (1). Luís Bernal Rodríguez (2)

1) Miramar Mining Corp. Panama Republic. 2) Instituto de Geología y Paleontología. La Habana.

Resumen

El Macizo Metamórfico Escambray constituye una unidad geológica singular en el sur de las provincias centrales de Cuba, con características geológicas distinguidas del resto del territorio nacional, por su compleja evolución geotectónica y diversidad litológica que ha dado lugar a un amplio espectro de manifestaciones de minerales no metálicos, muchos de los cuales poseen alto valor económico e industrial. Entre los recursos más relevantes destacan granates de la serie almandínica, cuarzo (óptico, piezoeléctrico y cerámico), grafito, micas, talco, asbestos, jadeítas, serpentinitas (antigoritas), clorititas, minerales de titanio (rutilo y esfena), circón y posibles elementos de tierras raras y diamantes técnicos. La mineralización está controlada por condiciones metamórficas específicas, especialmente en las Zonas 2 y 3 del metamorfismo regional, y se asocia a unidades como los Esquistos de Algarrobo, la Formación Cobrito y sistemas de vetas de cuarzo. A pesar del significativo volumen de investigación geológica realizado en el Escambray desde la década de 1970, la explotación de los recursos minerales es nulo en la práctica lo que constituye una paradoja económica dado el alto potencial del área. La evidencia geológica indica reservas considerables y perspectivas reales de desarrollo industrial, especialmente en materiales abrasivos, refractarios, cerámicos, electrónicos y metalúrgicos. El principal problema identificado es la fragmentación de los estudios de prospección. Dada la coexistencia de múltiples recursos interrelacionados bajo controles geológicos comunes, se propone un enfoque integral y simultáneo para su evaluación y explotación. Se recomienda la elaboración de un estudio pronóstico sistemático y la creación de una brigada geológica especializada para desarrollar proyectos técnico-económicos que permitan convertir al Escambray en una región minera activa y estratégicamente relevante.

Palabras clave. Macizo Escambray. Minerales no metálicos. Prospección geológica. Recursos minerales de Cuba

Abstract

The Escambray Metamorphic Massif constitutes a unique geological unit located in the southern part of the central provinces of Cuba, distinguished from the rest of the national territory by its complex geotectonic evolution and lithological diversity. These characteristics have given rise to a wide spectrum of non-metallic mineral occurrences, many of which possess high economic and industrial value. Among the most relevant resources are almandine-series garnets, quartz (optical, piezoelectric, and ceramic), graphite, micas, talc, asbestos, jadeitites, serpentinites (antigorites), chloritites, titanium minerals (rutile and sphene), zircon, and potential rare earth elements and industrial diamonds. Mineralization is controlled by specific metamorphic conditions, particularly within Zones 2 and 3 of regional metamorphism, and is associated with units such as the Algarrobo Schists, the Cobrito Formation, and quartz vein systems. Despite the significant volume of geological research carried out in the Escambray since the 1970s, the exploitation of mineral resources is virtually nonexistent, representing an economic paradox given the high potential of the area. Geological evidence indicates considerable reserves and real prospects for industrial development, especially in abrasives, refractories, ceramics, electronics, and metallurgy. The main problem identified is the fragmentation of exploration studies. Given the coexistence of multiple interrelated resources under common geological controls, an integrated and simultaneous approach is proposed for their evaluation and exploitation. The preparation of a systematic prognostic study and the creation of a specialized geological team are recommended to develop techno-economic projects aimed at transforming the Escambray into an active and strategically significant mining region.

Keywords: Escambray Massif; non-metallic minerals; geological exploration; mineral resources of Cuba.